

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
ВНИИСПТнефть

МЕТОДИКА  
РАЗРАБОТКИ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ  
УБЫЛИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ  
ГЛАВТРАНСНЕФТИ  
РД 39 - 30 - 1135 - 84

1984

**Министерство нефтяной промышленности**  
**Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору,**  
**подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов**  
**(ВНИИСПТнефть)**

**УТВЕРЖДЕН**  
**начальником Технического управления**  
**Ю.Н. Байдиковым**  
**26 июля 1984 г.**

**РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ**

**МЕТОДИКА**

**РАЗРАБОТКИ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ТОВАРНОЙ**  
**НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГЛАВТРАНСНЕФТИ**

**РД 39-30-1135-84**

**Уфа-84**

Отраслевая "Методика разработки норм естественной убыли товарной нефти на предприятиях Главтранснефти" разработана лабораторией методов и средств сокращения потерь нефти и нефтепродуктов ВНИИСПНефть в соответствии с заданием Технического управления Миннефтепрома.

В Методике изложены основные положения по разработке норм естественной убыли нефти на предприятиях Главтранснефти. Методика является основным руководящим документом при разработке норм естественной убыли товарной нефти на предприятиях Главтранснефти Миннефтепрома.

В разработке принимали участие: зав.лабораторией Бронштейн И.С. зав.сектором, к.т.н. Ривкин П.Р., зам.директора по научной работе к.т.н.Свиридов В.П., с.н.с. Батталов А.З.

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика разработки норм естественной убыли нефти на  
предприятиях Главтранснефти

РД 39-30-1135-84

Вводится впервые

Приказом по Главтранснефти № 92 от 30.07.84 г.  
срок введения установлен с 01.08.84 г.

В настоящей методике изложены основные положения по разработке норм естественной убыли нефти на предприятиях Главтранснефти.

Методика разработана на основе "Типовых методических положений по разработке норм естественной убыли продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления при транспортировании и хранении", разработанных институтом НИИМС и одобренных Госнабмом СССР в 1983 году.

Настоящая методика является обязательной для применения в качестве методической основы для организации и проведения разработки норм естественной убыли нефти при ее транспортировании, хранении, приеме и отпуске на предприятиях Главтранснефти.

### 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая методика является методическим руководством, устанавливающим основные принципы разработки научно-обоснованных норм естественной убыли нефти для предприятий Главтранснефти.

1.2. Разрабатываемые по данной методике нормы служат для контроля за фактическими величинами потерь нефти от естественной убыли на предприятиях Главтранснефти.

## 2. ЕСТЕСТВЕННАЯ УБЫЛЬ НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

2.1. Под естественной убылью нефти понимаются потери (уменьшение массы) нефти при сохранении качества в пределах требований нормативных документов, являющиеся следствием физико-химических свойств нефти, воздействия метеорологических факторов, режима работы резервуаров, температуры нефти и несовершенства существующих в данное время средств защиты нефти от потерь при проведении товарно-транспортных операций (хранении, транспортировании, приеме и отпуске и др.)

2.2. Потери нефти от естественной убыли на предприятиях Главтранснефти происходят:

из резервуаров магистральных нефтепроводов за счет испарения в атмосферу при их заполнении и хранении;

из железнодорожных цистерн, речных и морских судов при их наливе;

из линейной части магистральных нефтепроводов за счет утечек через микротрещины и коррозионные свищи в трубопроводах, необнаруживаемые существующими приборами контроля утечек; утечек через уплотнения штоков задвижек; от испарения в атмосферу части утечек нефти через торцовые уплотнения магистральных насосов; со сточными промышленными водами после очистки до допустимой концентрации в них нефти; от испарения нефти с поверхности прудов-накопителей промышленных сточных вод и нефтеловушек; от испарения в атмосферу из емкостей, предназначенных для приема нефти при возникновении в нефтепроводе "ударной волны".

2.3. К естественной убыли не относятся потери, вызванные нарушением требований стандартов, технических условий, правил транспортирования и условий хранения, а также аварийные потери вследствие повреждения нефтепроводов, транспортных емкостей и резервуаров, изменения качества (порчи) нефти. Эти потери списываются актами. Не относятся к естественной убыли потери, возникающие при плановых ремонтах участков магистральных нефтепроводов, запорной арматуры, технологического оборудования, резервуаров, нефтеловушек и других сооружений при работах, связанных с освобождением их от нефти и нефтеостатков. Эти потери должны регламентироваться нормами потерь нефти на ремонтные работы

2.4. Норма естественной убыли - это утвержденная в установленном порядке предельно допустимая удельная величина потерь нефти от естественной убыли при проведении каждой отдельной товарно-транспортной операции (хранении, приеме, отпуске, транспортировании) при применении необходимых нефтесберегающих техники и технологии и соблюдения правил транспортирования, приема, отпуска и хранения, учитывающая физико-химические свойства нефти, режимы работы резервуарных парков, длительность и условия хранения и расстояние транспортирования.

Норма естественной убыли выражается в килограммах теряемой нефти на I тонну количества нефти, участвовавшего в каждой из товарно-транспортных операций по приему, отпуску и хранению, а для линейной части нефтепроводов - в килограммах на I тонну перекачанного количества нефти на 100 км линейной части нефтепровода.

2.5. Нормы естественной убыли нефти не устанавливаются при хранении и транспортировании в емкостях, у которых рабочее давление выше давления насыщенных паров нефти при максимальной температуре её хранения или транспортирования.

### 3. ПОРЯДОК И ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ И ПЕРЕСМОТРУ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ

3.1. Разработка норм естественной убыли нефти является научно-исследовательской работой. Нормы разрабатываются научно-исследовательскими организациями Министерства нефтяной промышленности на основе экспериментальных и теоретических исследований, а также на базе обработки отчетных данных предприятий Главтранснефти.

3.2. Пересмотр действующих норм проводится на основе экспериментальных исследований или данных бухгалтерского отчета и отчетности управлений магистральных нефтепроводов, отражающих фактическую убыль нефти за ряд лет.

3.3. Пересмотр действующих норм естественной убыли нефти проводится не реже одного раза в пять лет, а в случае внедрения новых технологических процессов или технических средств, направленных на изменение условий транспортирования, отпуска, приема и хранения нефти - в течение одного года.

3.4. Нормы естественной убыли нефти для каждой товарно-транспортной операции определяются путем обработки теоретических, экспериментальных или отчетных данных управлений магистральными нефтепроводами с применением методов математической статистики с учетом "Рекомендаций по применению математической статистики при установлении норм и допусков на показатели качества продукции в государственных стандартах и других нормативно-технических документах", разработанных Всесоюзным научно-исследовательским институтом стандартизации и одобренных Техническим управлением Госстандарта СССР, а также путем расчета потерь нефти по действующим методикам расчета потерь.

3.5. Нормы естественной убыли нефти разрабатываются с учетом физико-химических характеристик нефти, с учетом климатических зон и времени года (при обнаружении зависимости от указанных факторов), типа емкости, вида транспортного средства, применяемых для сокращения потерь нефти технических средств; режима работы резервуаров.

3.6. Резервуары и транспортные емкости, из которых экспериментально определяют естественную убыль, должны быть технически и коммерчески исправными и подготовлены к исследованиям в соответствии с требованиями ГОСТа 1510-76 "Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение".

3.7. Расстояние и маршрут транспортирования нефти в транспортных емкостях определяются необходимостью достоверного определения норм естественной убыли с учетом фактической дальности перевозок и возможностью определения убыли массы груза в промежуточных пунктах маршрута.

3.8. При обнаружении зависимости естественной убыли нефти от климатических зон и времен года нормы должны разрабатываться с учетом требований ГОСТа 16350-70 "Климатические зоны СССР. Районирование по воздействию климата на технические изделия и материалы. Статистические параметры климатических факторов", а также данных справочника "Климат СССР".

3.9. В пояснительной записке к проекту норм естественной убыли нефти должны быть указаны причины, вызывающие естественные потери нефти, и составляющие, из которых складывается норма естественной убыли.

#### 4. ПОРЯДОК И ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ

4.1. Проводится сбор и анализ данных об источниках естествен-

ной убыли (потерь) нефти на предприятиях Главтранснефти. Разрабатывается классификация этих источников.

4.2. Проводится сбор и анализ данных о свойствах и углеводородном составе нефтей, перекачиваемых по нефтепроводам Главтранснефти и наливаемых в транспортные емкости. Разрабатывается классификация нефтей по свойствам, характеризующим склонность этих нефтей к естественной убыли. Выявляются для каждого класса наиболее характерные нефти.

4.3. Проводится сбор и анализ физических параметров и условий, при которых выполняются товарно-транспортные операции на магистральных нефтепроводах и которые способствуют увеличению естественной убыли нефтей при этих операциях.

4.4. На основании результатов анализа по подпунктам 4.1.-4.3. и по согласованию с Главтранснефтью выбираются предприятия и объекты территориальных УМН, на которых с учетом характерных условий будут проводиться экспериментальные определения потерь нефтей.

4.5. Экспериментальное определение потерь нефтей, выбор необходимого количества экспериментов проводится в соответствии с рекомендациями РД 39-3-540-81 "Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности", утвержденного Миннефтепромом 27.02.1981г.

4.6. Экспериментальное определение потерь нефти из каждого источника потерь проводится по специально разрабатываемой рабочей методике и программе (см. пример приложения ), согласованной с Главтранснефтью и утвержденной ВНИСПТнефтью. В Методике должны быть показаны цель и задача исследований, место и время их проведения, приборы и оборудование для исследований, метрологическое обеспечение исследования, дано обоснование необходимого количества экспериментов, а также приведен метод обработки полученных экспериментальных данных.

4.7. Экспериментальное определение потерь нефти из каждого источника потерь проводится в присутствии представителей Главтранснефти. После окончания исследований составляется акт о проведенных экспериментах, подписываемый представителями института и Главтранснефти.

4.8. Метрологическое обеспечение экспериментального определения потерь нефти осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТа I.25-76 "Метрологическое обеспечение. Основные положения".



4.9. В тех случаях, когда требуются многократные наблюдения, обработка результатов экспериментов проводится в соответствии с требованиями ГОСТа 8.207-76 "Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения".

4.10. Аномальные результаты исследований при обработке экспериментальных данных исключаются на основе требований ГОСТа II.002-73 "Прикладная статистика. Правила оценки аномальности результатов наблюдений".

4.11. Доверительные границы индивидуальных норм естественной убыли определяются по ГОСТу II.004-74 "Прикладная статистика. Правила оценок и доверительных границ для параметров нормального распределения".

4.12. Вероятность, с которой устанавливается величина доверительной границы погрешностей результатов измерений, устанавливается по ГОСТу 8.207-76.

## 5. ОРГАНИЗАЦИИ, РАЗРАБАТЫВАЮЩИЕ И УТВЕРЖДАЮЩИЕ НОРМЫ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ

5.1. Проект норм естественной убыли нефти при приеме, хранении и отпуске в резервуарах, при наливе, транспортировании и сливе из железнодорожных цистерн, из линейной части магистральных нефтепроводов разрабатывается, выносится на согласование и утверждение институтом ВНИИСПТнефть. ВНИИСПТнефть принимает участие в разработке проекта норм естественной убыли нефти при наливе, транспортировании и сливе из нефтеналивных судов речного и морского флота.

5.2. Разработанные или пересмотренные нормы естественной убыли нефти утверждаются Госнабмом СССР.

## 6. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

6.1. Типовые методические положения по разработке норм естественной убыли продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления при транспортировании и

хранении". НИИМС при Госснабе СССР, 1983 г.

6.2. РД 39-3-540-81. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Миннефтепрома.

6.3. ГОСТ I.25-76. Метрологическое обеспечение. Основные положения .

6.4. ГОСТ I6350-70. Климатические зоны СССР. Районирование по воздействию климата на технические изделия и материалы. Статистические параметры климатических факторов.

6.5. Справочник "Климат СССР". Л., Гидрометеиздат, 1976.

6.6. ГОСТ 8.207-76. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения.

6.7. ГОСТ 8.424-81. Массы народнохозяйственных грузов, перевозимых по железной дороге. Методика выполнения измерений.

6.8. ГОСТ II.002-73. Прикладная статистика. Правила оценки аномальности результатов наблюдений.

6.9 . ГОСТ II.006-71. Прикладная статистика. Правила проверки согласия опытного распределения с теоретическим.

6.10. ГОСТ II.004-74. Прикладная статистика. Правила определения оценок и доверительных границ для параметров нормального распределения.

6.11. ГОСТ 7.32-81. Отчет о научно-исследовательской работе. Общие требования и правила оформления.

6.12. Комплексная методика оценки эффективности хозяйственных мероприятий. Проект. ГИИТ АН СССР, М., 1980 .

6.13. Зайдель А.П. Ошибки измерений физических величин. "Наука", Ленинград, 1974 .

6.14. Рекомендации по применению математической статистики при установлении норм и допусков на показатели качества продукции в государственных стандартах и других нормативно-технических документах. Государственный комитет стандартов при СМ СССР, ВНИИС, М., 1973 .

## 7. МАТЕРИАЛЫ, ПРЕДСТАВЛЯЕМЫЕ В ГОССНАБ СССР ПО ОБОСНОВАНИЮ ПРОЕКТА НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ПРОДУКЦИИ

7.1. Проект норм естественной убыли продукции представляет ся на утверждение (согласование) в установленном порядке совместно с материалами, обосновывающими проект норм.

7.2. Материалы по обоснованию проекта норм должны содержать следующие документы:

проект норм естественной убыли с инструкцией по применению норм; пояснительную записку по обоснованию проекта норм естественной убыли нефти, оформленную в соответствии с ГОСТом 7.32-81 "Отчет о научно-исследовательской работе. Общие требования и правила оформления";

исходные данные и результаты обработки экспериментальных исследований;

обоснование необходимости учета факторов, оказывающих влияние на величину естественной убыли нефти при различных товарно-транспортных операциях;

протоколы метрологических измерений с указанием типов и основных характеристик измерительных устройств, применяемых для определения нормы, их номера;

ожидаемый экономический эффект от разработки или пересмотра норм;

перечень организационно-технических мероприятий на ближайшие 5 лет, учитывающих внедрение достижений научно-технического прогресса, направленных на снижение потерь нефти.

## Приложение

**Методика проведения эксперимента по определению  
естественной убыли нефти из резервуаров  
магистральных нефтепроводов, из нефтеналивных  
судов и железнодорожных цистерн при наливе  
(Пример)**

**1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Естественная убыль нефти происходит из-за склонности нефти к испарению. Потери от естественной убыли возникают при наполнении резервуаров и транспортных емкостей нефтью, вследствие испарения этих нефтей и вытеснения углеводородных паров из газового пространства емкостей в окружающую атмосферу.

**2. ЦЕЛЬ РАБОТЫ**

Целью работы является определение величины естественной убыли нефти из резервуаров и нефтеналивных судов.

**3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТИ**

Естественная убыль нефти из резервуаров магистрального нефтепровода и из нефтеналивных судов определяется в соответствии с "Методическими указаниями по определению технологических потерь нефти на предприятиях Миннефтепрома, утвержденными Миннефтепромом, РД 39-3-540-81 (Уфа, ВНИИСПТнефть, 1981).

**4. ПЛАН ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕСТЕСТВЕННОЙ  
УБЫЛИ НЕФТИ ИЗ РЕЗЕРВУАРА МАГИСТРАЛЬНОГО  
НЕФТЕПРОВОДА И ИЗ НЕФТЕНАЛИВНОГО СУДА**

Естественная убыль нефти из резервуаров определяется при следующих режимах их работы: "заполнение-эпорожнение", "подключенные резервуары". Исследования проводятся по одной серии в весенне-летний и осенне-зимний периоды года.

В соответствии с РД 39-3-540-81 рекомендуется применять для определения потерь нефти из резервуаров магистральных нефтепрово-

дов и нефтеналивных судов расчетно-экспериментальный метод, основанный на измерении концентрации углеводородных паров, вытесняемых из резервуара или танка.

Принятый метод измерений и расчет величины естественной убыли нефти выбран исходя из ожидаемой величины естественной убыли, требования обеспечения приемлемой точности результатов и использования серийно выпускаемого промышленностью оборудования и приборов.

Погрешность единичного определения естественной убыли по принятому методу от 5 до 9%.

Для обеспечения требуемой "Методическими указаниями..." точности экспериментов погрешности измерения не должны превышать:

для температуры  $\pm 3^{\circ}\text{C}$  около 1% ;

для концентрации углеводородов - 5% (относительная погрешность);

для плотности углеводородов - 5%;

для объема газового пространства - 0,5%.

Исходя из принятых величин точности определения естественной убыли нефти выбраны следующие приборы измерения:

температура газа измеряется максимальным термометром (ГОСТ 530-69) или хромель-копелевой термопарой и переносным потенциометром ШП-69 (ГОСТ 9245-68);

концентрация углеводородов в отбираемых пробах паровоздушной смеси на хроматографе или газоанализаторе ГХП-100 (ГОСТ 6329-74);

объем газового пространства резервуара - по градуировочной характеристике резервуара, танка и по показаниям приборов количественного учета нефти, установленных на резервуарах и на причале;

плотность газа вычисляется по данным хроматографического анализа газов.

Перед началом исследований проводятся следующие работы:

производится технический осмотр резервуаров и танков нефтеналивного судна, проверяется работоспособность отсекающих задвижек и клинкетов, уровнемеров, дыхательных и предохранительных клапанов;

устанавливаются резиновые или хлорвиниловые трубки для отбора проб паровоздушной смеси из резервуара (танка нефтеналивного судна);

устанавливаются необходимые для исследования контрольно-измерительные приборы;

производится запись в журнал наблюдений данных о характеристике резервуара (нефтеналивного судна): объем, высота, диаметр, геометрические параметры (танка), наличие, количество и типоразмеры дыхательных клапанов и т.д., рабочий режим резервуара. Кроме того, записывается наименование поступающей нефти, дата и продолжительность предыдущей выкачки нефти из резервуара, простоя до начала очередной закачки, выкачки. Определение естественной убыли нефти от испарения из нефтеналивного судна производится на одном из центральных и на одном из боковых танков.

Перед закачкой, в начальный момент закачки, а затем в середине и в конце заполнения резервуара (танка) производятся следующие измерения:

определяется уровень нефти в резервуаре (танке) и по калибровочным таблицам объем нефти и газового пространства в резервуаре (танке);

в трех точках по высоте резервуара (танка): над уровнем нефти, в середине газового пространства и под кровлей резервуара (танка) — отбираются пробы паровоздушной смеси для определения углеводородного состава смеси на хроматографе. Одновременно прибором ГХП-100М в этих же точках определяют суммарную концентрацию углеводородов в паровоздушной смеси;

измеряется температура нефти на глубине 0,5 м от поверхности нефти и температура газового пространства в вышеназванных точках;

измеряется температура окружающего воздуха, атмосферное давление и скорость ветра, кроме того в журнал заносятся погодные условия (ясно, пасмурно и т.д.);

после заполнения резервуара (танка) наполовину высоты его рабочего объема отбирается в контейнер проба нефти непосредственно из подводящей трубы к резервуару (судну). Проба предназначается для определения давления насыщенных паров нефти, их плотности, молекулярной массы, углеводородного и фракционного состава нефти;

отбирается из резервуара (танка) проба нефти по ГОСТ 2517-80 (Нефть и нефтепродукты. Отбор проб) стандартный пробоотборник и нефтенсиметром определяется температура нефти и её плотность;

из вахтовых журналов на НПС выписывается средняя температура нефти в резервуарах в течение года по месяцам;

в районных управлениях "Волготанкера", МПС или Миннефтепрома из паспортов на налитую нефть выписывается температура нефти

за весь навигационный период.

## 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Согласно "Методическим указаниям" погрешность определения среднегодовых потерь рассчитывается по формуле:

$$\delta_{\sigma_{\text{св}}} = \sqrt{\frac{\delta_{\sigma}^2}{m \cdot n} + \delta_{\text{в}}^2}, \quad (1)$$

- где  $\delta_{\sigma_{\text{св}}}$  - относительная погрешность определения среднегодовых потерь;  
 $\delta_{\sigma}$  - относительная погрешность единичного определения потерь;  
 $\delta_{\text{в}}$  - относительная погрешность, вносимая приближенным интегрированием;  
 $m$  - число серий экспериментов;  
 $n$  - количество экспериментов в серии.

Число необходимых экспериментов определяется из формулы (1) и зависит от необходимой точности конечного результата. Для расчета примем относительную погрешность определения годовых потерь в среднем равной 16% (из анализа погрешностей проведенных ранее экспериментальных определений потерь нефти от испарения).

При расчете количества экспериментов в серии ( $M = 2$ ) за короткий промежуток времени необходимо учитывать, что экспериментально определяется не только среднее значение величины потерь в данном промежутке времени, но и разброс около среднего значения, обусловленный влиянием погодных и технологических факторов, изменением углеводородного состава смеси нефтей, перекачиваемых по нефтепроводу за счет случайных значений в формировании этих смесей. случайных изменений от контакта смеси с технологическим или "мертвым" остатком нефтей при поступлении в резервуар (танк), а также погрешностью единичного определения.

В соответствии с "Методическими указаниями" (п.10.18) определение среднегодовых потерь эквивалентно определению среднего значения функции по нескольким экспериментально определенным точкам. Так как зависимость потерь от времени - функция непрерывная, то среднее значение величины потерь  $i$ -го интервала температур можно определить по правилу Симпсона (для 2-х полос 0-1 и 1-2):

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{1}{3} (\sigma_0 + 2\sigma_1), \quad (2)$$

где  $G_{cp}$  - среднегодовые потери;

$G_c$  - минимальные потери;

$G_1$  - максимальные потери.

Непосредственно из формулы (2) следует, что если  $G_c = G_1$ .

то

$$\tilde{D}_{G_{cp}}^2 = \frac{5}{9} \tilde{D}_c^2.$$

(Обозначение см. формулу I).

Погрешность приближенного интегрирования для формулы Симпсона может быть оценена через значения функции (пренебрегая поправкой на значение производных на концах интервала):

$$\varepsilon_{S_3} = \frac{2G_1}{15} \left(1 - \frac{G_c}{G_1}\right).$$

Таким образом, этот вид погрешности зависит от отношения величины минимальных потерь к максимальным. Значение этого отношения для стальных вертикальных резервуаров с нефтями равно  $0,3 + 0,5$ .

Относительная погрешность, вносимая приближенным интегрированием по формуле Симпсона, в зависимости от отношения минимальных потерь к максимальным, равна  $8 + 12\%$ .

Разброс погрешности единичного определения потерь относительно среднего значения по ранее проведенным исследованиям составляет  $30 + 50\%$ .

Тогда из формулы (I) имеем:

$$16\% = \sqrt{\frac{5}{9} \cdot \frac{40^2}{2 \cdot n} + 10^4},$$

откуда  $n = 3$  эксперимента.

Таким образом, для разработки норм естественной убыли нефти из резервуара с заданной погрешностью необходимо при 2-хсерийных провести 3 эксперимента в каждой серии.

## 6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТА

Естественная убыль нефти за одно наполнение резервуара (танка) рассчитывается на основе экспериментальных данных по формуле:

$$G = \sum_1^n G_i.$$



где

$$G_i = \frac{T_0}{P_0} \left[ V_i (1 - c_i) \frac{T_i}{P_i} - V_{i+1} (1 - c_{i+1}) \frac{T_{i+1}}{P_{i+1}} \right] \frac{C_i'}{1 - c_i'} \cdot \rho_0,$$

$G_i$  - масса потерянных углеводородов из резервуара за промежуток времени ( $i+1$ ;  $i$ ), кг;

$n$  - число промежутков времени;

$V_i, V_{i+1}$  - объем газового пространства резервуара в момент времени  $i$  и  $i+1$  (с учетом объема под кровлей), м<sup>3</sup>;

$C_i, C_{i+1}$  - средняя по объему газового пространства концентрация углеводородов в резервуаре в момент времени  $i$  и  $i+1$ , в долях единицы;

$C_i' = \frac{C_i + C_{i+1}}{2}$  - средняя концентрация углеводородов в входящей паровоздушной смеси за промежуток времени ( $i, i+1$ ), в долях единицы;

$P_i, T_i, P_{i+1}, T_{i+1}$  - давление и абсолютная температура в газовом пространстве резервуара в момент времени  $i$  и  $i+1$ , МПа, °К;

$T_0, P_0$  - температура и давление равные 273 К и 0,101 МПа;

$\rho_0$  - средняя плотность теряемых углеводородных паров, кг/м<sup>3</sup> (приведенная к давлению 0,101 МПа и температуре 273 К).

Удельные величины естественной убыли нефти вычисляются по формуле:

$$q = \frac{G}{V \cdot \rho_n}, \quad \text{кг/т},$$

где  $G$  - естественная убыль нефти за одно наполнение, кг;

$V$  - объем закачанной нефти в резервуар или танк за период эксперимента, м<sup>3</sup>;

$\rho_n$  - плотность нефти, т/м<sup>3</sup>.

Все данные экспериментов и их обработка заносятся в журналы экспериментов (см. форму приложения).

Составляется акт о проведении экспериментов, который подписывается представителями УМН и ВНИИСПТнефти.

Форма

ЖУРНАЛ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Дата и время проведения эксп. час. мин	Номер резервуара	Тип резервуара	Полный объем резервуара, м <sup>3</sup>	Взлив нефти в резервуар, м	Объем нефти в резервуаре, м	Объем газового пространства, м <sup>3</sup>	Атмосферное давление, Па	Тем-ра, °С			Тем-ра газового пространства резервуара, °С			Концентрация ПВС, %			Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	Примечание
								окружающего воздуха	нефти в резервуаре	нефти в трупроводе	над нефтью	в середине	на выходе	у поверхности	в середине	на выходе		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

17

**РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ**

**МЕТОДИКА**

**РАЗРАБОТКИ НОРМ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ ТОВАРНОЙ  
НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГЛАВТРАНСНЕФТИ**

**РД 39-30-1135-84**

**ВНИИСПНефть**

**450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3**

**Редактор Г.Д.Левченко**

**Технический редактор Л.А.Кучерова**

---

Подписано в печать 28.09.84г. ПО1746

Формат 60x90 1/16. Уч.-изд.л. 0,7. Тираж 260 экз.

Заказ *170*

---

Ротапринт ВНИИСПНефти